



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

MAYO 2024

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta el informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia. El informe está organizado en las siguientes secciones:



SUMINISTRO

- Suministro por fuente
- Perfil contratación vs Suministro de gas natural
- Contratación vigente por campo y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

Mercado secundario

- Suministro: Precios, duración y puntos de entrega
- Contratación Vigente por punto de entrega y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

TRANSPORTE

- Contratación de tramos del SNT
- Capacidad Disponible Primaria

Mercado secundario

- Transporte: Precios, duración y tramos

DEMANDA

- Energía entregada a usuarios finales – SNT
- Energía entregada por departamento - SNT
- Energía entregada por sector de consumo, región y usuario
- Energía entregada al sector térmico
- Consumo de combustible para generación eléctrica
- Contratación por sector de consumo

Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** En mayo de 2024, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1022 GBTUD, lo que representó una reducción de 26,47% (368 GBTUD) respecto del mes de abril de 2024). La regasificadora de Cartagena inyectó un promedio en este período de 54 GBTU. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 71.0 % de la energía total contratada para el mes de mayo, con un precio de 5.57 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 4.62 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 14.14 USD/MBTU. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 26.2 % de la contratación total, con un precio promedio de 6.46 USD/MBTU.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un decrecimiento de 32.68% al pasar de 508 en abril a 342 en mayo. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en mayo, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$6.89 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$9.73 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Cuando se analiza el estado de la contratación, considerando la capacidad disponible de los diferentes tramos del sistema desde el punto de vista de su capacidad disponible primaria (CDP) contra su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP), se observa que los tramos del sistema de la costa, así como los tramos del interior que salen de Cusiana están altamente contratados, lo que responde a que por estos tramos se movió el gas proveniente de los principales campos que atendieron la demanda del SNT durante el mes de mayo. Adicionalmente, se observa una disminución en la cantidad de gas transportado por los gasoductos costeros, debido a la reducción del consumo en las plantas térmicas.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron una disminución de 2.36% pasando de 296 en abril a 289 en mayo de 2024.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en mayo de 2024 fue de 905 GBTUD, disminuyeron un 26.7% por debajo de la demanda registrada en el mes de abril de 2024 (1,236 GBTUD), explicado principalmente por una disminución significativa en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del Interior y costa, así como un aumento en los consumos del sector Refinería del Interior y costa.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

En la siguiente tabla se incorporan las principales fuentes de suministro, su capacidad de producción total y el **suministro promedio** durante el mes de **mayo**.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros**	Total	
Cusiana /Cupiagua Sur	254	240	0	240	94%
Cupiagua	228	235	0	235	103%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	116	90	0	90	78%
Floreña	73	11	46	57	79%
Nelson	22	10	0	10	44%
Bloque VIM 5***	134	82	19	100	75%
Gibraltar	41	40	0	40	97%
Bonga/Mamey	36	35	0	35	96%
Otras Fuentes	194	115	46	162	84%
Potencial Producción Nacional	1097	857	111	969	88%
Planta Regasificación Cartagena****	400	54	0	54	13%
Total	1497	911	111	1022	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

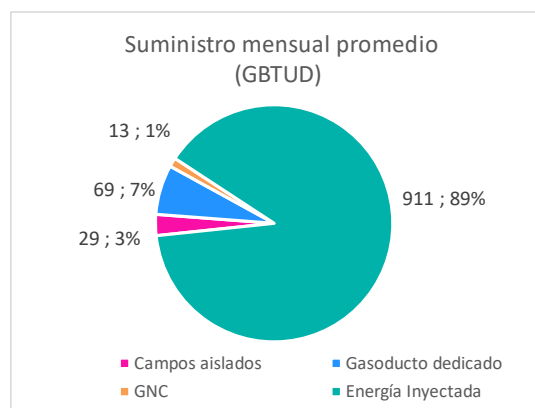
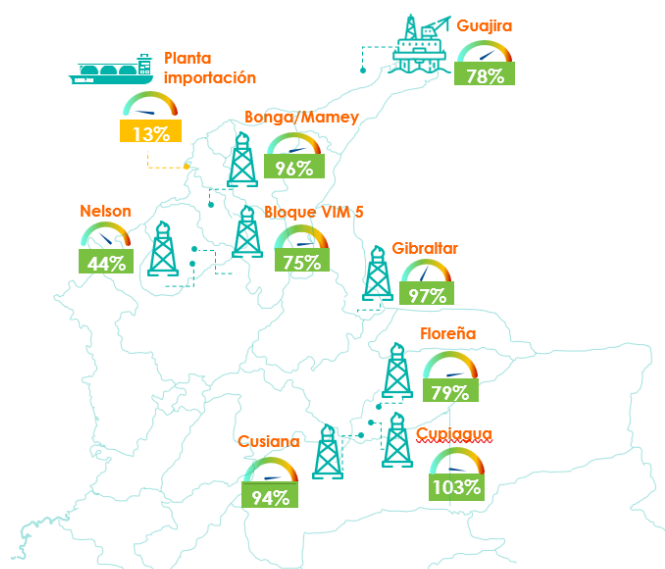
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 31 de julio de 2023 enviadas mediante correo. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe. Corresponde a información de mayo de 2024.

** Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

*** Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete (Campo Mayor), Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón.

**** Capacidad total de la planta de regasificación.



La relación de suministro en el mes de mayo versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **88%**.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

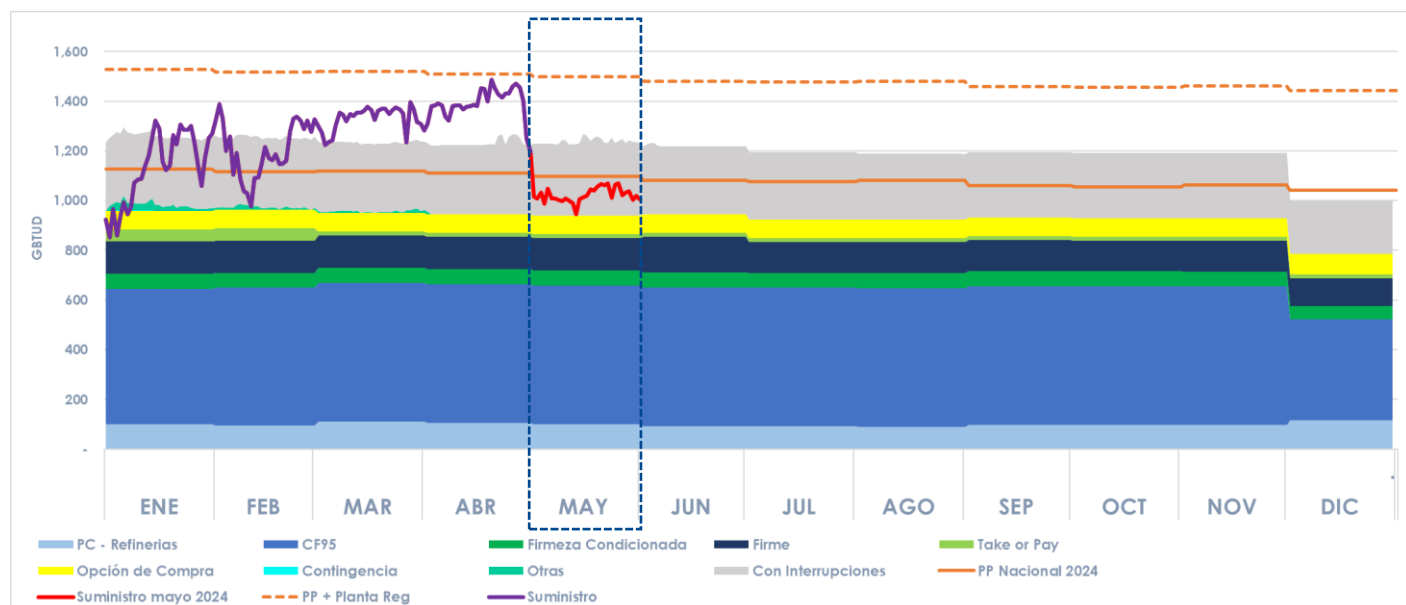


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2024** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos. No se muestra la información de la contratación de la planta de regasificación por no disponer de la misma.
- ii) La variación de suministro de energía en el sistema durante los meses corridos del presente año. El suministro incluye la inyección realizada por la planta de regasificación.
- iii) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta que para el mes de mayo la contratación¹ respaldada con firmeza representó 840 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 298 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,022 GBTUD**, con oscilaciones entre **945 GBTUD (min.)** y **1,070 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por debajo del potencial de producción PP³ nacional.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP.	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,127	1,116	1,119	1,109	1,097	1,081	1,076	1,081	1,059	1,056	1,062	1,043
Suministro Min.	850	978	1,223	1,197	945							
Suministro Prom.	1,132	1,204	1,330	1,390	1,022							
Suministro Máx.	1,322	1,389	1,396	1,486	1,070							
Producción comprometida por Refinerías	101	95	111	106	99	91	91	90	98	97	96	117
Garantía Firmeza*	858	868	839	840	840	854	833	833	833	833	833	668
Otras**	22	10	6	10								
Con Interrupciones	279	281	277	286	298	275	269	266	263	263	263	213

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

NOTA: el cálculo de los promedios mensuales contratados se obtiene agregando todos los contratos vigentes durante el mes.

1 Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>).

2 El suministro incluye el gas natural proveniente de campos nacionales, inyectado al SNT y a través de gasoductos dedicados, el gas natural comprimido, y el gas proveniente de la planta de regasificación. Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta/oferta-por-campo>).

3 La Información de potencial de producción fue tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 31 de agosto de 2023 enviadas mediante correo. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

* Corresponde a las modalidades: Firme, Firme al 95%, Take or Pay, Firmeza Condicionada, Opción de Compra y Contingencia.

**Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

Contratación vigente por campo y por modalidad en mayo

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantizada Firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana			158	\$ 5.09			22	\$ 4.74	21.1	\$ 6.96	8	\$ 10.52			209	180
	Cupiagua			202	\$ 4.96			1	N.D.			4	\$ 7.11			207	203
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.07			24	\$ 4.20	11	\$ 6.96					41	30
	Floreña	56	\$ 3.88			12	N.D.					1	\$ 4.29			69	68
	Gibraltar															-	0
	Otros Interior ¹	1	\$ 1.70	24	\$ 7.14			4	N.D.			30	\$ 5.84			58	29
Costa	Ballena			8	\$ 5.53											8	8
	Chuchupa	2	N.D.	38	\$ 6.17											40	40
	Bloque VIM 5 ²	24	\$ 4.52	38	\$ 8.44			10	N.D.			78	\$ 7.94			149	72
	Bloque VIM 21 ³	35	\$ 6.29	2	N.D.					42	N.D.	42	N.D.			121	79
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60							86	\$ 7.80			95	9
	Bonga Mamey			35	\$ 4.54							18	N.D.			52	35
	Bullerengue			36	\$ 6.75											36	36
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.52	0.1	N.D.							4	\$ 3.76			9	5
Otros C. Aislados ⁶	6	\$ 2.01	2	N.D.	4	N.D.					21	\$ 4.17			32	11	
Otros C. Aislados- MM ⁷	4	\$ 4.90									7	\$ 1.67			11	4	
Total	131	\$ 4.62	558	\$ 5.57	16	\$ 5.07	61	\$ 5.24	74	\$ 14.14	298	\$ 6.46			1,138	808	
Total (%)		11.5 %		49.0 %		1.4 %		5.3 %		6.5 %		26.2%			100%	71.0 %	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

¹ Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

² Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxofón y Oboe.

³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja

⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandongo

⁵ Otros Costa: Arrecife, Guama, La Creciente, Merecumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

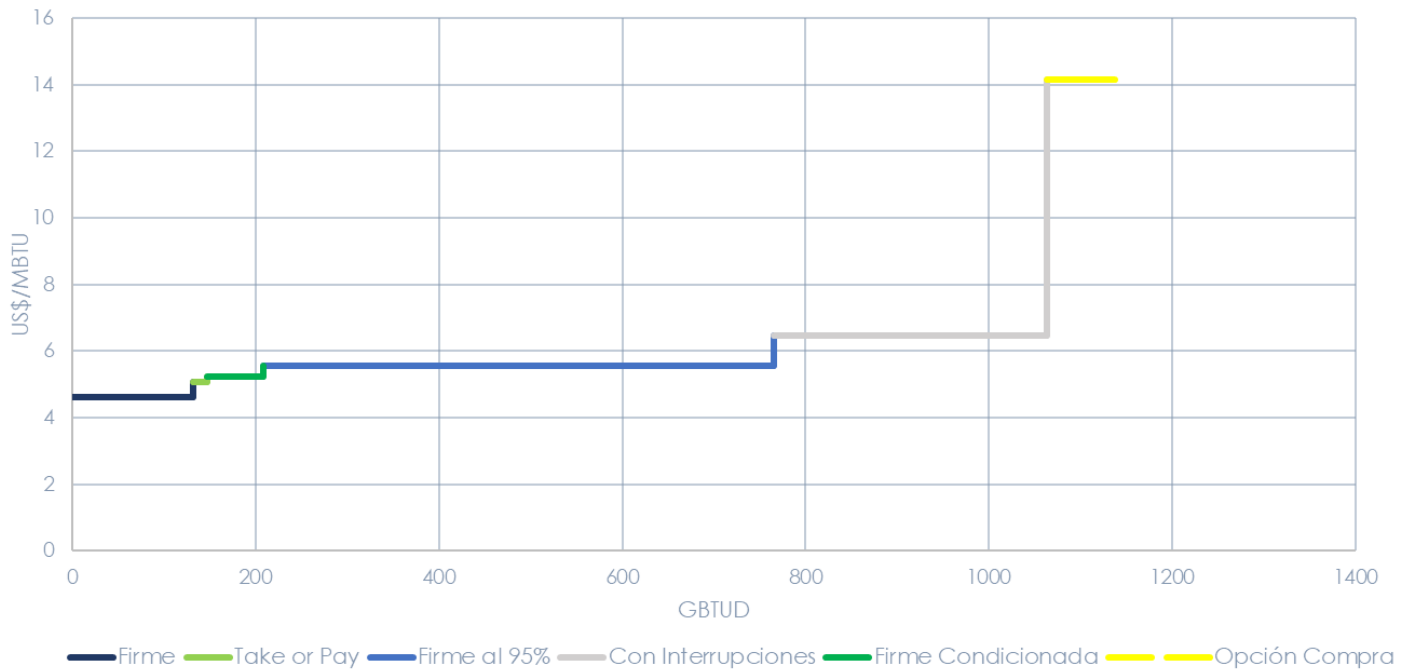
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

Al cierre de mayo se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,138 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i) CF 95 (558 GBTUD)**, **ii) "Con interrupciones" (298 GBTUD)** y **iii) Firme (131 GBTUD)**, estas tres modalidades abarcan el **86.74 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Take or Pay con 16 GBTUD y se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, ya que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

Curva de precios contratados por modalidad contractual



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS (precio contratos que garantizan firmeza)

*Precios promedio ponderado por cantidad en cada modalidad de todas las fuentes de suministro

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto “Firme” presenta el valor más bajo con 4.62 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con 14.14 USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de 6.46 USD/MBTU y 5.57 USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominadas mayo

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			158	144			22	21	21	0,1	8	-			180	164
	Cupiagua			202	184			1	1			4	0,1			203	184
	Cupiagua Sur			6	5			24	22	11	-					30	27
	Floreña	56	44			12	11					1	0,1			68	55
	Gibraltar															-	-
	Otros Interior ¹	0,4	0,4	24	16			4	3			30	5			29	20
Costa	Ballena			8	8											8	8
	Chuchupa	2	1	38	37											40	38
	Bloque VIM 5 ²	24	19	38	37			10	10			77	20			72	66
	Bloque VIM 21 ³	35	33	2	2					42	-	42	-			79	35
	B. Esperanza PE ⁴			9	8							86	9			9	8
	Bonga Mamey			35	35							18	-			35	35
	Bullerengue			36	35											36	35
	Otros Costa ⁵	5	5	0,3	0,3							4	2			5	6
Otros C. Aislados ⁶	Otros C. Aislados ⁶	6	5	2	1	4	4					21	4			11	10
	Otros C. Aislados- MM ⁷	4	8									7	1			4	8
	Total	131	116	558	512	16	15	61	56	74	0	298	41			808	699
Nominado/Contratado (%)		88%		92%		93%		93%		0%		14%				86%	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Cifras en GBTUD

¹ Otros Interior: Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

² Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxofón y Oboe.

³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja

⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañafliecha, Katana, Cañahuate, Cañandong

⁵ Otros Costa: Arrecife, Guama, La Creciente, Merecumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

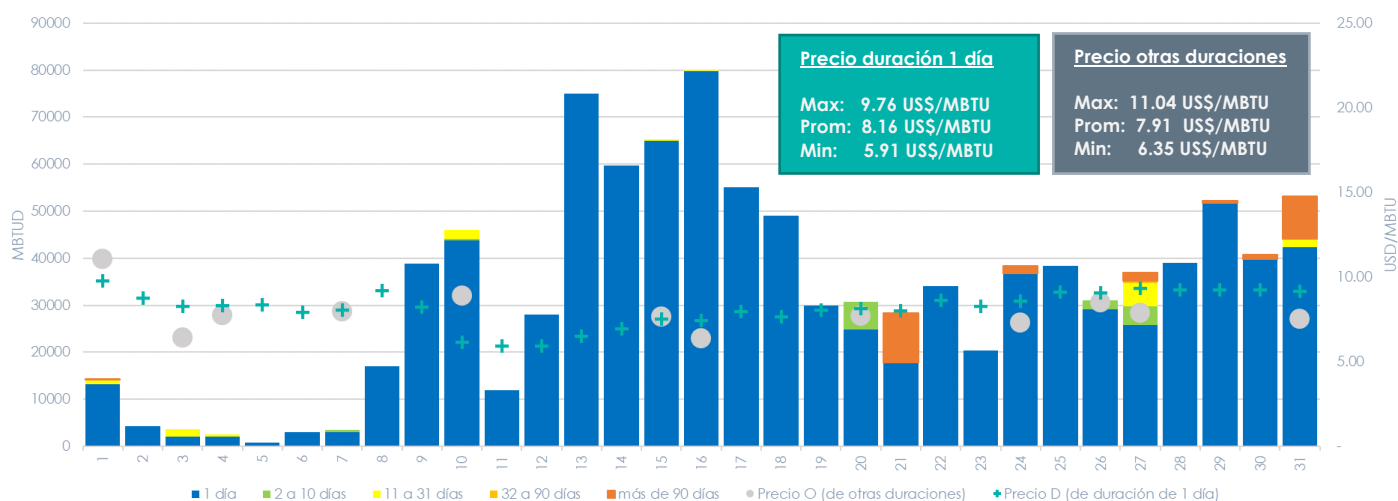
NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el 26 % de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de tan solo el 14 %. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de los contratos asciende a 86 %, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Take or Pay y Firmeza condicionada con el 93 % de ejecución.

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de Mayo registró 342 operaciones, de las cuales 337 correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (287). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 5.91 USD/MBTU (Mayo 11) y 9.76 USD/MBTU (Mayo 1) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en Mayo fue de 1,031,168 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario Mayo – Suministro



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 7.99 USD/MBTU.

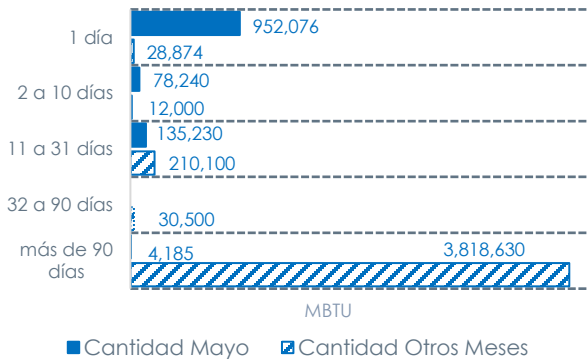
Número de operaciones en Mayo – Suministro

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	USD/M BTU
1 día	6	4	3	5	2	7	7	4	8	8	5	4	6	7	9	13	15	11	10	13	8	13	10	13	12	13	10	14	15	16	16	287	\$ 7.99
2 a 10 días							3			1										3				1		1	2					11	\$ 7.71
11 a 31 días	3		5	1						1					1	1											4			2	18	\$ 8.22	
32 a 90 días																											1				1	\$ 7.40	
más de 90 días	2																				2			2			3		2	1	13	25	\$ 8.78
TOTAL	11	4	8	6	2	7	10	4	8	10	5	4	6	7	10	14	15	11	10	16	10	13	10	16	12	14	20	14	17	17	31	342	\$ 8.01

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** representan el 83.92% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 31 de mayo con 31 transacciones, equivalentes al 9.06% del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en mayo – MBTU



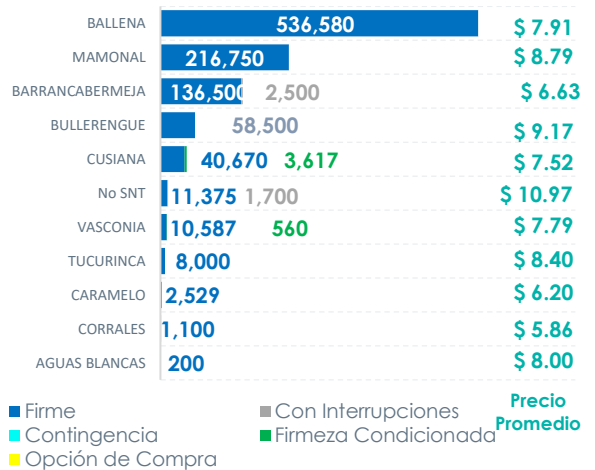
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **81.4%** de los **1,169,731 MBTU** del volumen total transado ejecutado en mayo. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **3,822,815 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **22.2%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

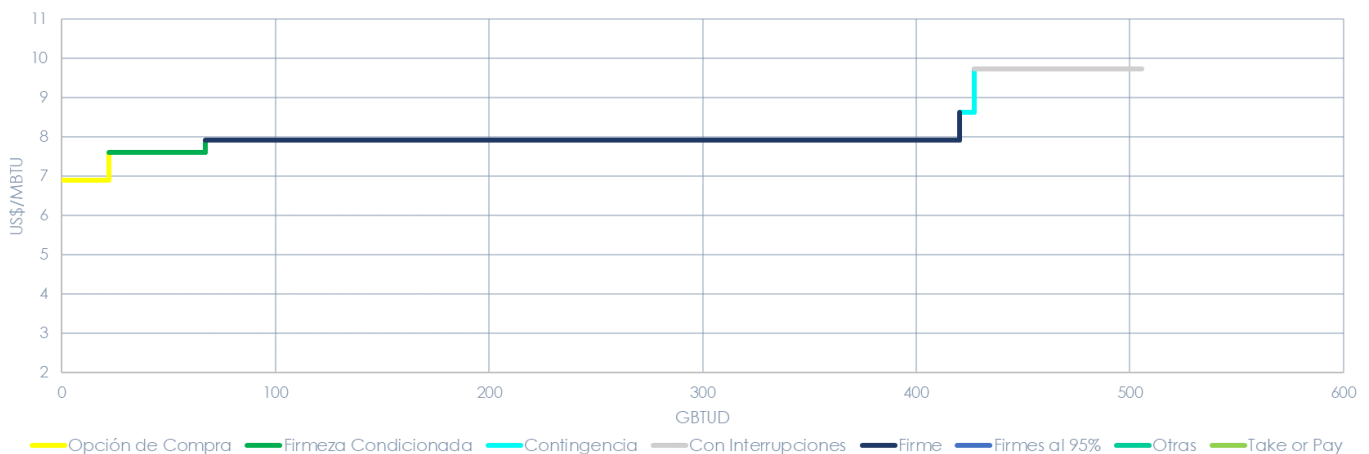
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BALLENA con 536,580 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,022,791 MBTUD equivalente al 99.19% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 4,200 MBTUD, equivalente al 0.41% mientras que la modalidad de **“Firmeza Condicionada”** registró 4,177 MBTUD equivalente al 0.41%; Por otra parte, las modalidades **“Opción de Compra”** y **“Contingencia”** no registraron operaciones. BALLENA (104) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por CUSIANA (100), MAMONAL (57) y VASCONIA (21). Los puntos No SNT registraron 17 operaciones.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en mayo



*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto “Opción de Compra” presenta el valor más bajo con \$6.89 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$9.73 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 85.3% de la contratación total nacional agregando 432 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en mayo

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, para los puntos estándar establecidos.

Región	Punto de entrega estándar	Firme		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Take or pay		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	121.7	\$ 6.23	14.6	\$ 6.19	3.3	\$ 6.29			15.2	\$ 7.37	6.0	N.D.	160.8	136.31
	Barranca	17.8	\$ 8.84							2.6	N.D.	1.0	N.D.	21.4	17.84
	Vasconia	5.8	\$ 8.84	2.3	\$ 9.39					2.0	N.D.			10.1	8.12
	Sebastopol	5.0	N.D.											5.0	5.00
	Gibraltar							-	-					-	-
	Caramelo	3.8	\$ 7.30							2.2	\$ 8.44			6.0	3.80
	Mariquita	0.1	\$ 9.43											0.1	0.12
	Corrales	0.0	N.D.					-	-	0.9	N.D.			0.9	0.03
Costa	Jobo									50.0	N.D.			50.0	-
	Ballena	71.2	\$ 8.87	3.0	N.D.	3.0	\$ 4.35			2.0	N.D.			79.2	74.20
	Mamonal	39.6	\$ 8.93	19.0	N.D.	15.9	N.D.							74.5	58.62
	Bonga Mamey							-	-					0	-
	Tucurínca	55.1	\$ 8.73	6.0	\$10.30									61.1	61.15
	La Creciente							-	-					-	-
	Hocol	7.7	\$ 5.89							0.7	N.D.			8.4	7.70
	Bullerengue	12.4	\$ 8.15											12.4	12.42
	No SNT*	12.8	\$ 11.66							3.0	\$10.69			15.7	12.79
Total general	353.1	\$ 7.91	44.9	\$ 7.60	22.2	\$ 6.89	0	0	78.5	\$ 9.73	7.0	\$8.62	505.8	398.09	
Total (%)	69.8%		8.9%		4.4%		0.0%		15.5%		1.4%		100%	78.4%	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

*No SNT hace referencia a puntos que están por fuera del sistema nacional de transporte

N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

NOTA: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza: **i)** el nivel disponible para contratación para los tramos que hacen parte del SNT en el mercado primario, **ii)** los precios regulados asociados, y **iii)** los niveles de volumen transportado (mínimo, promedio, máximo). El propósito de esta sección es proveer información del nivel de uso de los gasoductos en comparación con la capacidad contratada, para identificar cuales tramos del SNT, tendrían potenciales disponibilidades en el mercado Secundario y OTMM (Otras Transacciones del mercado mayorista).

TRAMOS EN FLUJO

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/CMMP	Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	256,600	255,255	0	0%	\$ 1,063.18	61,786	83,432	107,016
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	11	551,303	549,163	840	0%	\$ 1,142.06	85,208	123,477	172,268
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	10	468,003	465,864	839	0%	\$ 1,648.36	163,444	192,699	256,031
	4	CARTAGENA-MAMONAL	11	204,509	204,509	0	0%	\$ 186.29	101,830	123,339	139,872
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	11	267,845	265,245	0	0%	\$ 2,325.82	130,880	164,087	179,725
	6	JOBO-SINCELEJO	9	181,645	179,045	0	0%	\$ 2,491.60	106,795	139,621	155,745
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	9	92,000	90,499	1	0%	\$ 1,010.99	33,254	34,760	35,314
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	1,500	12,443	89%	\$ 4,814.49	255	794	1,244
	9	APIAY-OCOYA	5	24,175	14,933	9,242	38%	\$ 1,922.38	6,279	13,896	15,430
	10	APIAY-USME	2	18,197	17,177	1,020	6%	\$ 3,000.39	151	153	155
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	105,724	42,276	29%	\$ 2,694.51	47,815	58,748	91,166
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	13	260,000	131,765	120,235	46%	\$ 5,659.67	28,915	38,282	61,568
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	37,361	15,085	21,754	58%	\$ 1,855.91	29,614	32,474	34,562
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	7	203,000	82,182	120,818	60%	\$ 2,334.04	51,772	85,293	110,204
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,586.53	3,785	4,436	4,969
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,723	7,292	61%	\$ 6,448.59	3,543	3,969	4,361
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	183,112	31,888	15%	\$ 1,998.12	97,814	133,213	145,629
	18	CUSIANA-APIAY	8	70,569	54,593	14,976	21%	\$ 2,770.56	43,542	51,183	53,433
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	16	470,000	439,643	20,435	4%	\$ 336.96	318,566	365,301	386,616
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	13	470,000	437,939	22,139	5%	\$ 3,851.55	316,816	363,553	385,043
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,746	7,992	74%	\$ 2,158.33	1,058	1,152	1,233
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,289.28	1,062	1,249	1,407
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	12,060	4,101	25%	\$ 2,071.05	10,662	13,435	14,710
	24	GBS_I-GBS_F	9	63,744	3,610	60,134	94%	\$ 3,774.12	9,920	12,901	14,729
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	42,000	36,566	4,912	12%	\$ 12,293.73	36,039	36,815	37,325
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11,000	9,771	1,229	11%	\$ 20,550.07	8,162	8,537	8,875
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,991.87	800	893	960
	28	LA BELLEZA-COGUA	4	198,702	184,616	14,086	7%	\$ 1,337.44	100,633	136,919	160,153
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	11	271,337	266,644	35	0%	\$ 2,027.86	174,578	206,417	246,813
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	15,000	15,137	0	0%	\$ 5,927.92	13,157	14,599	15,835
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	159,252	7,600	5%	\$ 3,326.90	72,152	86,017	120,210
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,374.73	0	28	855
	33	PEREIRA-ARMENIA	7	158,000	124,924	33,076	21%	\$ 1,172.45	57,883	68,853	102,098
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,056.48	2,623	3,930	4,619
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,990	647	14%	\$ 6,998.49	2,965	3,610	3,893
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	62,131	15,271	20%	\$ 6,347.63	38,556	52,400	60,678
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	6	143,000	57,710	85,290	60%	\$ 984.33	67,834	105,278	129,521
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	238	122	34%	\$ 24,506.93	188	235	253
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	183,913	6,779	4%	\$ 1,944.23	91,732	106,030	140,736
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,500	6,336	54%	\$ 2,062.30	2,743	4,424	4,794
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 408.68	34,796	42,034	46,688

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

Nota: Los valores de volumen transportado para el tramo Neiva-Hobo no han sido actualizados en el mes de mayo por reacondicionamiento del reporte de esta información en el BEO del transportador.

TRAMOS EN CONTRAFLUJO

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/CMMP	Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	9	66,160	65,120	1,040	2%	\$ 1,063.18
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	12	172,400	170,900	0	0%	\$ 1,142.06
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	12	230,000	228,111	0	0%	\$ 1,648.36
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	4	18,100	16,599	1,501	8%	\$ 2,325.82
	5	SINCELEJO-JOBO	4	10,100	10,100	0	0%	\$ 2,491.60
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	3	109,500	11,621	97,879	89%	
	7	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	1	30,190	28,190	1,478	5%	\$ 1,855.91
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	8	130,000	76,639	50,674	39%	\$ 2,334.04
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	30,000	7,500	22,500	75%	\$ 2,027.86
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	11	206,000	161,766	41,547	20%	\$ 984.33

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión dentro del STN. La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo–20 variable + AO&M.

*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

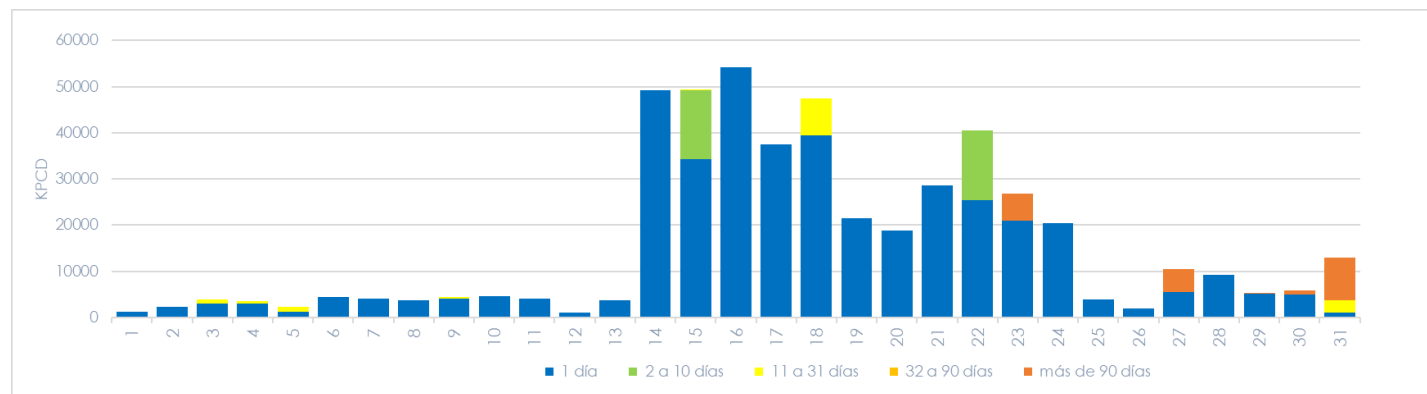
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En mayo de 2024 los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP fueron: Ballena-La Mami, Cartagena -Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Guando-Fusagasugá, La Belleza-Cogua, Mariquita-Gualanday, Mariquita-Pereira, Pradera-Popayán, Vasconia-Mariquita, Yumbo/Cali-Cali, La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla, Sincelejo-Cartagena, Sincelejo-Jobo, Bucaramanga-Barrancabermeja y La Belleza-Vasconia.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de mayo se registraron 289 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (263).

Transacciones mercado secundario mayo – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en mayo – Transporte

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL		
1 día	6	7	8	7	5	9	9	6	8	8	7	6	6	10	9	9	12	8	7	9	16	12	16	15	7	5	9	9	8	7	3	263		
2 a 10 días															1							1											2	
11 a 31 días			2	1	1				1									1															10	
32 a 90 días																																		
más de 90 días																							2				1		2	1			6	
TOTAL	6	7	10	8	6	9	9	6	9	8	7	6	6	10	11	9	12	9	7	9	16	13	18	15	7	5	10	9	10	8	14	289		

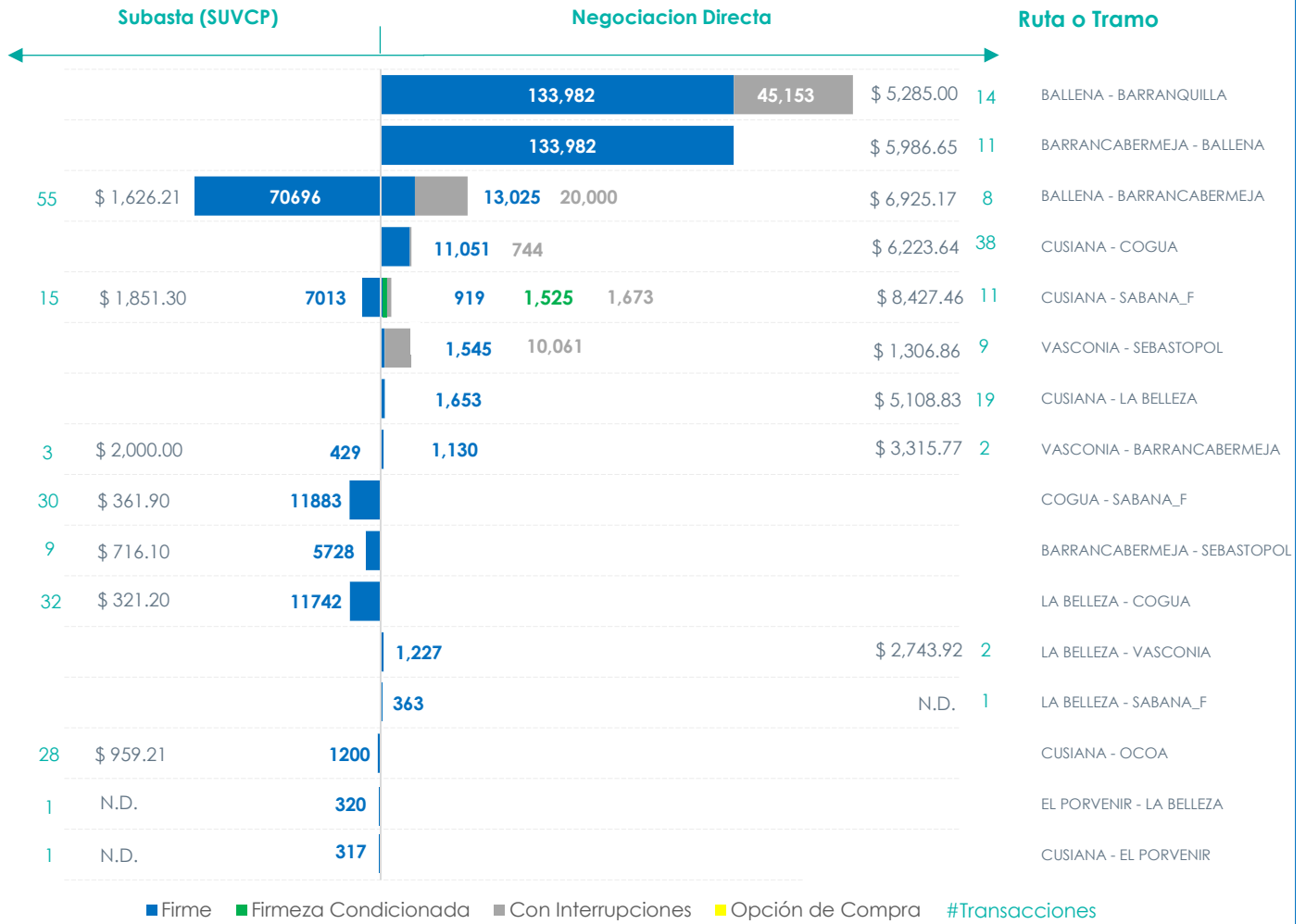
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 15,721 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 23 de mayo con 18 transacciones, equivalentes al 6.23% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

Capacidades y precios negociados por ruta o tramo – COP/KPC

Del total de transacciones (289), 174 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 115 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 77.57% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destacan los tramos BARRANCABERMEJA – BALLENA y BALLENA – BARRANQUILLA para cada uno de los cuales se transaron 133,982 KPCD en modalidad **Firme**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron BALLENA - BARRANCABERMEJA con 63 transacciones (8 por medio de negociación directa y 55 mediante subasta), CUSIANA - COGUA con 38 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), LA BELLEZA - COGUA con 32 transacciones (todas por medio de subasta), COGUA - SABANA_F con 30 transacciones (todas asignadas por medio de subasta) y CUSIANA - OCOA con 28 (todas mediante subasta). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

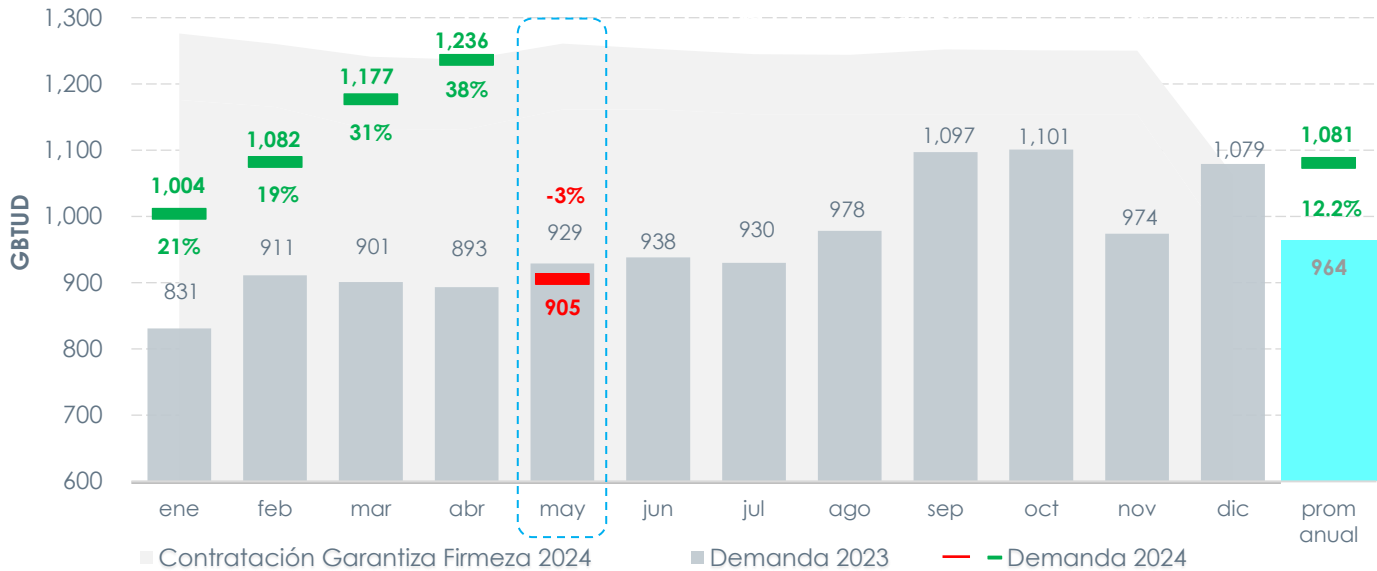


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **mayo** se observa una demanda promedio de **905 GBTUD**, esto es **3% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 929 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de **1081 GBTUD**, estando por encima un 12.2% al promedio anual del 2023 (964 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2024 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2023 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales en SEGAS). *Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

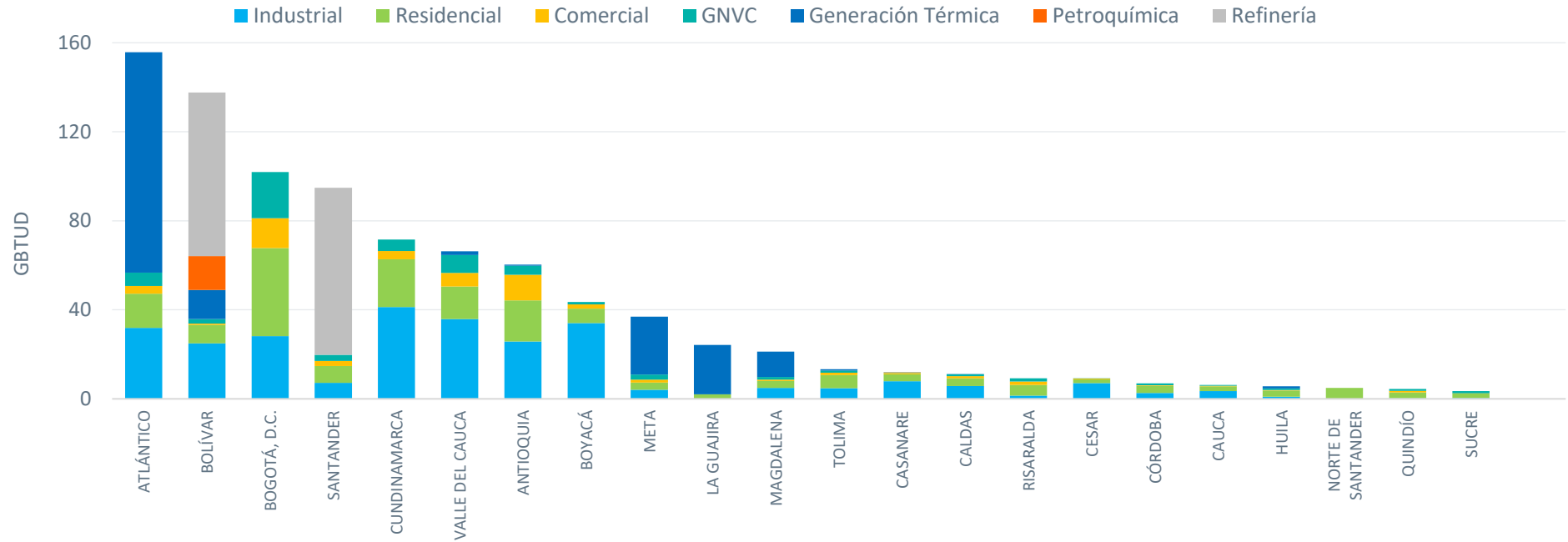
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **mayo** la demanda **térmica** fue 23 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2023; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 1 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2023	122 / 709	172 / 739	153 / 748	146 / 747	198 / 731	203 / 736	198 / 732	231 / 747	372 / 725	373 / 728	242 / 732	355 / 724
2024	302 / 702	330 / 752	462 / 715	513 / 723	175 / 730	-	-	-	-	-	-	-

Térmica
 No Térmica

Energía entregada promedio en mayo por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Sector	Atlántico	Bolívar	Bogotá, D.C.	Santander	Cundinamarca	Valle del Cauca	Antioquia	Boyacá	Meta	La Guajira	Magdalena	Tolima	Casanare	Caldas	Risaralda	Cesar	Córdoba	Cauca	Huila	Norte de Santander	Quindío	Sucre	Total
Residencial	15.3	8.3	39.6	7.6	21.4	14.6	18.4	6.5	3.1	2.1	3.0	5.8	3.1	3.5	4.8	1.7	3.2	2.1	2.8	5.0	2.6	2.1	177
Comercial	3.5	0.7	13.5	2.2	3.7	6.2	11.5	2.0	1.4	0.0	0.7	1.1	0.6	1.0	1.6	0.4	0.2	0.3	0.3	0.0	0.8	0.0	51
Industrial	31.9	24.9	28.2	7.2	41.3	35.9	25.8	34.0	4.1	0.0	5.0	4.8	7.9	5.7	1.4	7.0	2.7	3.5	0.9	0.0	0.3	0.4	273
GNVC	6.1	2.0	20.7	2.8	5.2	8.0	4.2	1.1	2.3	0.0	1.2	1.0	0.3	0.8	1.4	0.1	0.9	0.3	0.8	0.0	0.8	1.0	61
Generación Térmica	99.0	13.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.4	0.0	26.1	22.1	11.4	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	175
Refinería	0.0	73.5	0.0	75.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	149
Petroquímica	0.0	15.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15
Compresoras	0.0	0.1	0.0	1.4	0.2	0.0	0.1	1.8	0.2	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	5
TOTAL	156	138	102	96	72	66	60	45	37	24	21	14	12	11	9	9	7	6	6	5	4	4	905

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Cifras redondeadas en GBTUD. Las Demandas del departamento del Cesar son atendidas por medio de gasoductos de TGI (en el cálculo de la demanda regional este se asigna al interior)

Energía entregada promedio por sector de consumo y región - SNT

En el mes de mayo de 2024 el sector que registra mayor energía tomada es la Industrial con 273 GBTUD en promedio, de los cuales 208 GBTUD corresponden a la región Interior y 65 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 177 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



	Costa	Interior	Total	% Segmento
Generación Térmica	145	30	175	19%
Industrial	65	208	273	30%
Residencial	33	143	177	20%
Refinería	74	75	149	16%
GNVC	11	50	61	7%
Comercial	5	46	51	6%
Petroquímica	15	0	15	2%
Compresoras SNT	0	5	5	1%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para mayo de 2024, con respecto abril de 2024 se observa principalmente una disminución significativa en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del Interior y costa, así como un aumento en los consumos del sector Refinería del Interior y costa.

TIPO DE USUARIO		Diciembre 2023		Enero 2024		Febrero 2024		Marzo 2024		Abril 2024		Mayo 2024	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	11	0	8	0	5	0	5	0	5	0	5
	Interior	0	45	0	44	0	48	0	45	0	47	0	46
Generación Térmica	Costa	311	0	274	0	291	0	410	0	420	0	145	0
	Interior	44	0	28	0	40	0	51	0	93	0	30	0
GNVC	Costa	9	0	10	0	11	0	10	0	11	0	11	0
	Interior	48	0	45	0	49	0	46	0	49	0	49	0
Industrial	Costa	55	5	55	6	55	6	55	6	58	6	59	6
	Interior	186	22	172	22	193	24	182	22	187	23	185	23
Petroquímica	Costa	23	0	17	0	23	0	21	0	8	0	15	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinería	Costa	76	0	75	0	77	0	75	0	71	0	74	0
	Interior	66	0	77	0	72	0	69	0	70	0	75	0
Residencial	Costa	0	31	0	31	0	34	0	33	0	35	0	33
	Interior	0	140	0	136	0	148	0	139	0	143	0	143
Compresoras SNT	Costa	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	Interior	7	0	5	0	7	0	7	0	7	0	5	0
Subtotal UR/UNR		Diciembre 2023		Enero 2024		Febrero 2024		Marzo 2024		Abril 2024		Mayo 2024	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	474	47	431	46	457	45	572	44	570	46	304	45
	Interior	351	207	326	201	360	220	356	206	406	214	343	213
TOTAL		1079		1004		1082		1177		1236		905	

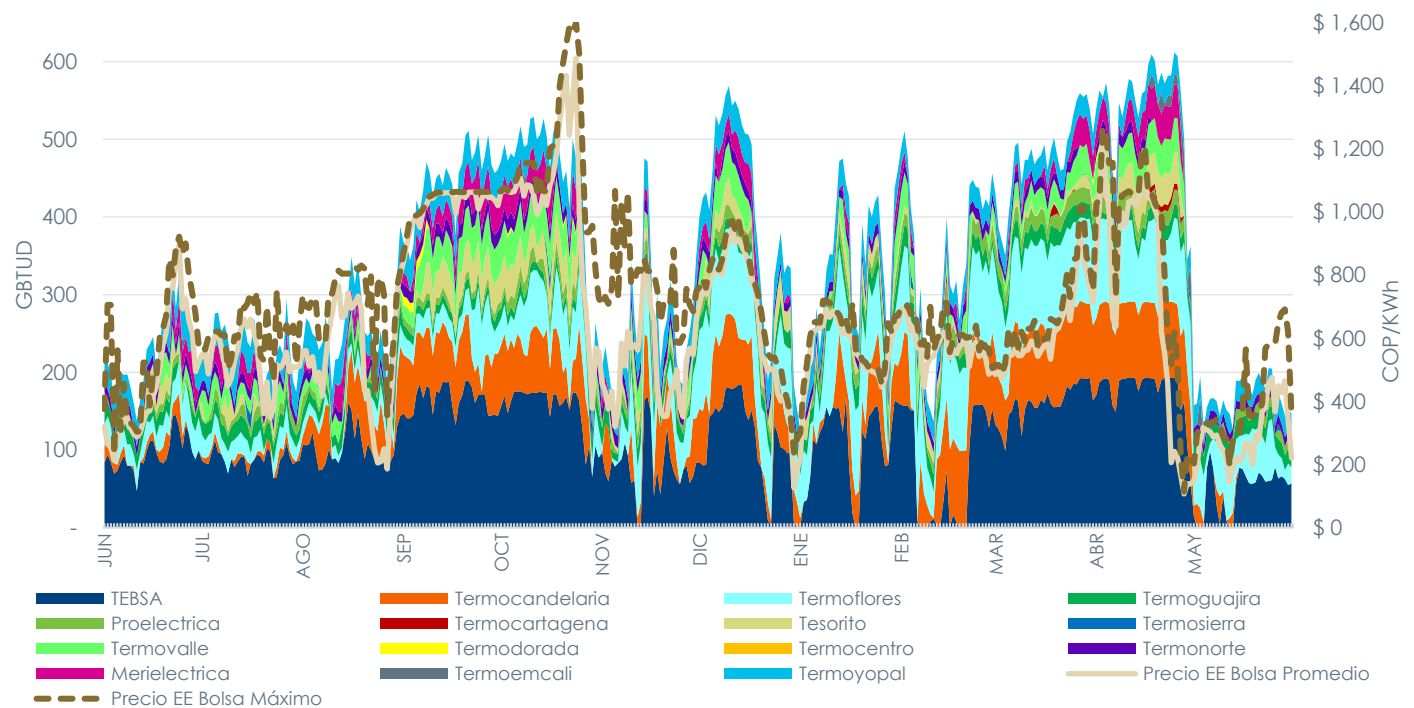
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

Energía Entregada al sector termoeléctrico

El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales; no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema (restricciones, mantenimientos, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el despacho de generación eléctrica.

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de mayo fue en promedio 170 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



Fuente: Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural con información de XM.

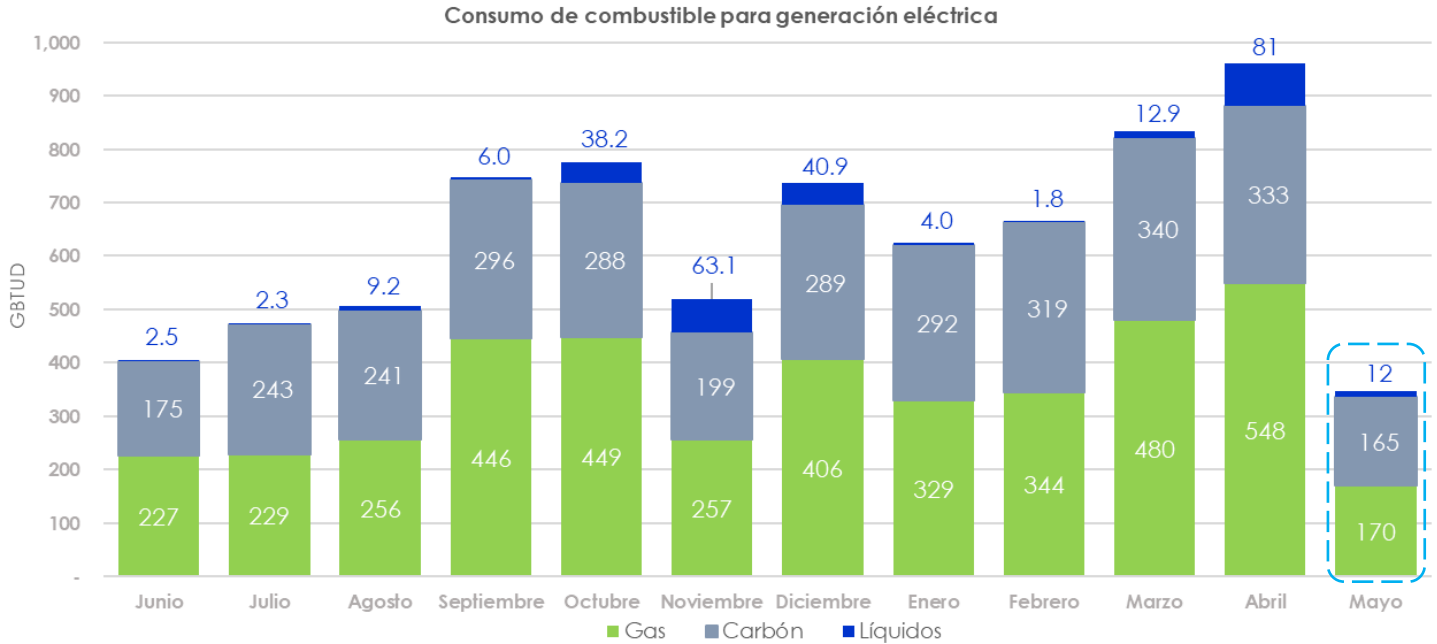
Para el mes de mayo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 127 GBTUD y 206 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: Termoflores (50 GBTUD), TEBSA (48 GBTUD), Termoyopal (23 GBTUD), Termoguajira (22 GBTUD), Termonorte (11 GBTUD), Proeléctrica (7 GBTUD) y Termocandelaria (6 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de mayo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 170 GBTUD que representó el 49 % del total, carbón con 165 GBTUD¹(47.6%), y los combustibles líquidos consumieron 12 GBTUD (3.3%).

¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

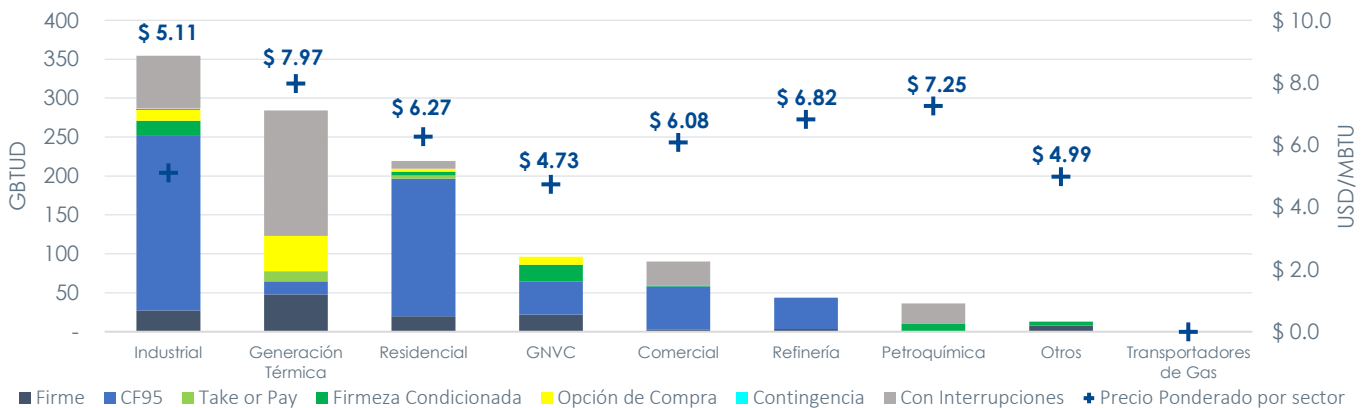
Consumo de combustible para generación eléctrica



Fuente: Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural con información de XM.

Contratación vigente en mayo por sector – Mercado Primario

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales que son registradas en el mercado primario con destino a los diferentes segmentos de consumo, y el precio promedio ponderado para cada sector. Esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación “Con interrupciones” y “Firmeza condicionada”. Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la que predominan las modalidades que garantizan firmeza, mientras los sectores industrial y comercial incorporan la modalidad “Con interrupciones” en una proporción relevante para complementar la contratación con firmeza. Se destaca la pluralidad de modalidades contractuales asociadas a la generación térmica, que representa el segmento con mayor sofisticación en su contratación, la cual se puede explicar en la diversidad de perfiles de consumos de las diferentes plantas termoeléctricas. El sector refinería registró contratos en modalidades Firme. EL sector de compresoras, son las contrataciones de los transportadores para consumos propios.

Contratación vigente en mayo por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	27	\$ 4.41	225	\$ 4.97			19	\$ 4.24	15	\$ 6.90	68	\$ 5.68			353	271
Generación Térmica	48	\$ 3.83	17	\$ 6.75	12	N.D.	1	N.D.	46	\$ 18.68	161	\$ 6.61			284	122
Residencial	20	\$ 7.25	177	\$ 6.12	4	N.D.	5	\$ 5.70	4	\$ 7.10	10	\$ 6.00			219	206
GNVC	22	\$ 4.57	43	\$ 4.46			22	\$ 4.38	10	\$ 6.94	0.1	N.D.			97	86
Comercial	3	\$ 3.63	55	\$ 5.65			1	\$ 4.20			31	\$ 7.12			90	59
Petroquímica							10	N.D.			27	\$ 7.00			37	10
Refinería	4	N.D.	40	\$ 6.98											44	44
Otros	8	\$ 3.92	0.1	N.D.			4	N.D.			1	\$ 2.62			13	12
Compresoras			1	N.D.											1	1
Total	131	\$ 4.62	558	\$ 5.57	16	\$ 5.07	61	\$ 5.24	74	\$ 14.15	298	\$ 6.46	-	-	1,138	811
Total (%)	11.5 %		49.0 %		1.4 %		5.3 %		6.5 %		26.2 %		- %		100 %	71.2 %

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

NOTA: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

Convenciones y Terminología:

BTU = British Thermal Unit (medida de energía) equivale a 0,29 watt/hora; **1 GBTUD** = 1.000 MBTUD; **1 MBTUD** = 1 millón de BTU por día, **KPCD** = 1000 PCD, **1PCD** = pie cúbico por día. **SUVCP** = Subasta Úselo o Véndalo de corto plazo, **GNVC** = Gas natural vehicular comprimido, **SNT** = Sistema Nacional de Transporte, **OTMM** = Otras Transacciones del mercado mayorista; **USD** = Dólares de los Estados Unidos de América

Notas Aclaratorias

Sección I. SUMINISTRO. Suministro por Fuente.

La información del Potencial de Producción es tomada de la publicación del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023, y adicionalmente, tiene en cuenta las actualizaciones realizadas por los agentes Lewis (Bullerengue), Ecopetrol (San Roque, Tisquirama y Yaguara), Frontera Energy (Campo La Creciente), CNE Oil & Gas (Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón), y CNEOG Colombia Sucursal Colombia (Aguas Vivas, Arandala, Brega, Cornamusa, Nelson, Nispero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

Sección I. SUMINISTRO. Perfil Contratación vs Suministro de gas natural.

La información de suministro corresponde a las declaraciones realizadas diariamente por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado en virtud del anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Sección III. DEMANDA.

La información de consumo operativo publicada en las diferentes subsecciones de la sección III. Demanda se consolida a partir de los reportes de "Entregas a Usuarios Finales" realizados por los comercializadores (frecuencia diaria) y usuarios no regulados (frecuencia semanal) de acuerdo con el cumplimiento de las resoluciones CREG 186 de 2020. Debido a que no todos los usuarios y sectores de consumo tienen medición en tiempo real o en puntos de salida (ejemplo: sectores residencial y comercial), los reportes de los comercializadores mencionados anteriormente pueden incluir estimaciones en las distribuciones de consumos de los puntos asociados a estos usuarios y sectores. Por lo anterior, la información de consumo operativo por sector de consumo que es consolidada con estos reportes no necesariamente coincidirá con la información de facturación de cada sector de consumo que se obtiene posteriormente por los comercializadores con las lecturas de los medidores.

La información del sector industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe), Amocar Materia Prima, Argos Zona Franca y Colclinker generación.

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región.

En esta sección la información correspondiente a consumo del sector térmico considera las plantas que consumen gas del Sistema Nacional de Transporte-SNT, que son las siguientes: Barranquilla 3, Barranquilla 4, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Flores 1 Flores 4B, Guajira 1, Guajira 2, Proeléctrica 1, TEBSAB, Termocandelaria 1, Termocandelaria 2, Termonorte, Merilectrica 1, Termocentro CC, Termodorada 1, Termoemcali 1, Termosierra B, Termovalle 1, Termo-Ocoa y Termosuria B. Lo anterior implica que plantas no conectadas al SNT (tales como Termoyopal y Termomechero, entre otras) no son consideradas.

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

En esta sección se considera las plantas que son despachadas centralmente en el mercado eléctrico, información que es extraída del reporte de consumo de combustible de XM. Lo anterior implica que incluye a Termoyopal y excluye a Termomechero, Termo-Ocoa y Termosuria.

Información de Suministro y Demanda.

La información de Suministro referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT.

Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados. Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.

Contáctenos para más información: gestordegas@bolsamercantil.com.co
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural

WWW.BMCBEC.COM.CO